

## «Нарисуем, будем добывать? »

/Прогноз добычи нефти по ХМАО–Югре на период до 2020 года/

*"Прогнозы есть точные,  
неточные и научные..."*  
Ученые шутят

### Постановка задачи

В настоящее время различные регионы (как и Россия в целом) разрабатывают прогнозы социально-экономического развития до 2020 года. Выполняется такая работа и по нефтегазодобывающим регионам, в том числе основному району нефтедобычи – ХМАО-Югре. В связи с особой ролью ТЭКа округа в экономике России точность предсказания уровней добычи нефти по этому региону приобретает исключительно важное значение.

Известно, что на Западную Сибирь приходится 2/3 общероссийской добычи нефти. Доля ХМАО-Югры в добыче нефти государства также весьма значительна и достаточно стабильна в течение последних нескольких лет (см.табл.1).

Таблица 1

Наименование	Годы								
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008 (ожидаемое)*
Доля ХМАО в добыче нефти по России, %	55,8	55,7	55,2	55,3	55,6	56,9	57,4	56,7	57

\*) Оценка автора статьи

В статье [1] указано, что "в обозримом будущем Югра будет стабильно добывать до трехсот миллионов тонн нефти в год".

В публикации [2] отмечается, что "до 2020 года добыча нефти в Югре будет сохраняться на уровне 270– 280 млн.тонн в год".

В статье [3] подчеркивается, что "задача по региону ставится до 2020 года сохранить добычу нефти на уровне 270 миллионов, а может быть и 280 миллионов тонн".

Насколько реальны эти ориентиры при формировании топливно-энергетической стратегии ключевого нефтяного региона России на долгосрочную перспективу? Попытаемся проанализировать ситуацию и дать ответ на вопрос: существуют ли сколь-нибудь реальные возможности

\*) Все статистические данные взяты Автором из источников, опубликованных в открытой печати.

стабилизации добычи нефти по ХМАО-Югре на период до 2020 года на уровне 270-280 млн.т/год? Начнем анализ с текущего 2008 года.

### Ожидания 2008 года: оправдаются ли они?

Прогнозы объемов производства в нефтедобывающей отрасли, даже краткосрочные, дело рискованное и неблагодарное. Нередко даже на 2-3 года вперед мало кто из специалистов и даже целые институты и научно-аналитические центры "угадывают" уровни добычи нефти. Что уж говорить о прогнозах на десятилетия!

В этом плане небезынтересно обратиться к событиям 2<sup>x</sup> летней давности (конец 2006 года) и напомнить читателям какие уровни добычи нефти по округу тогда планировали получить сегодня, то есть в 2008 году (см.табл. 2). Эти прогнозы были опубликованы автором в статье [4].

Таблица 2

Наименование	2006 (базовый год) Факт	Годы прогноза		Всего за 2007- 2008гг.
		2007	2008	
Прогноз добычи нефти ХМАО (от 2006г.), млн.т	275,6	288	295	583
Прогноз добычи нефти автора [4], млн.т	275,6	280	280	560
Фактическая добыча нефти, млн.т	275,6	278,4	278,2* (ожидаемая)	556,6*
Отклонение: - от прогноза ХМАО, млн.т	-	-9,6	-16,8	-26,4
- от прогноза Автора, млн.т	-	-1,6	-1,8	-3,4

\* – Оценка автора.

Из табл. 2 видно, что точность расчета добычи нефти на период 2007-2008 гг. у автора оказалась на **порядок выше**, чем планировал сам округ два года назад.

Что касается ожидаемого уровня добычи нефти по ХМАО в целом за 2008 год, то его автор оценивает в 278,2 млн.тонн при среднесуточной – 760,109 тыс.т/сут /против 762,769 тыс.т/сут в целом за 2007 год/. Напомним, что в декабре 2007 года среднесуточная добыча нефти по ХМАО была достаточно высока и составляла 767,266 тыс.т/сут (см.табл. 3 и рис. 1).

Укажем также, что в 2008 году насчитывается 366 дней против 365 в 2007 году, то есть дополнительно на добычу срабатывает плюсом фактор високосного года.

Среднесуточная добыча нефти по ХМАО-Югре  
в 2007-2008 (9 мес.) гг., тыс.т/сутки

Месяцы	2007 год	2008 год	То же в % от добычи декабря 2007 года
Январь	761,9	763,3	99,5
Февраль	760,9	762,2	99,3
Март	760,5	759,9	99,0
Апрель	757,5	759,2	98,9
Май	758,2	759,6	99,0
Июнь	756,3	758,8	98,9
Июль	759,0	759,4	99,0
Август	765,1	759,9	99,0
Сентябрь	769,4	759,9	99,0
Октябрь	770,7		
Ноябрь	766,5		
Декабрь	767,266		
<b>Среднесуточная за год</b>	<b>762,769</b>	<b>760,231</b> /за 9 мес./	<b>99,08%</b>

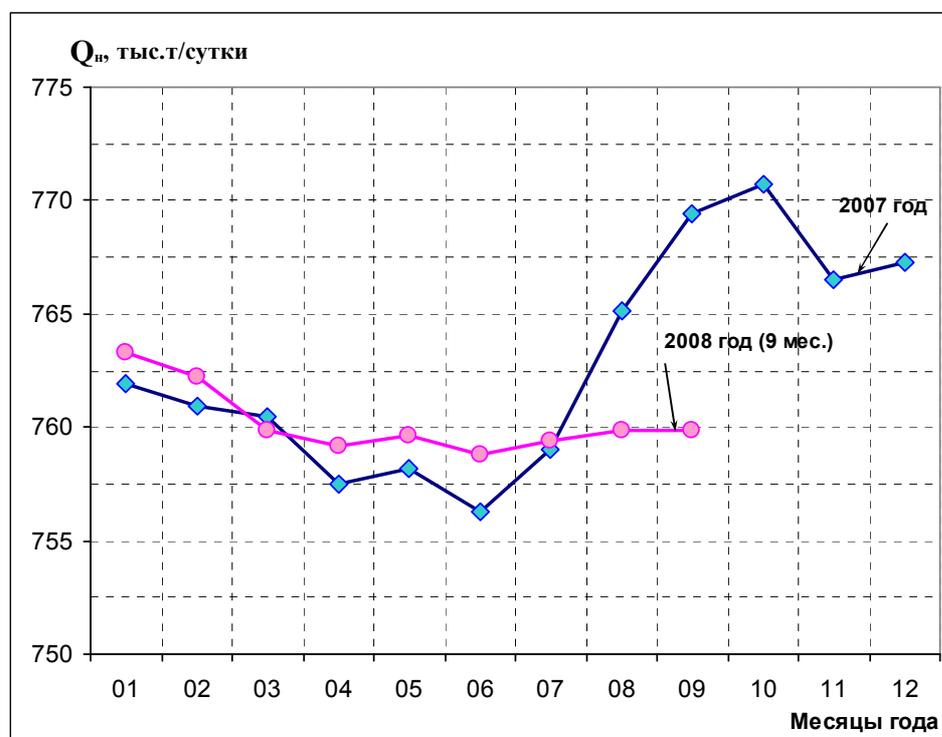


Рис.1. Динамика среднесуточной добычи нефти по ХМАО-Югре

Приведенные данные наглядно говорят о том, что факторы дальнейшего наращивания добычи нефти по ХМАО фактически исчерпаны. И это при том, что в 2007 году объем эксплуатационного бурения по округу достиг внушительной величины – 10,2 млн.м и в 2008 году ожидается не ниже. Кстати, это почти вдвое больше, чем было пробурено здесь, например, в 2004 году (5,850 млн.м).

В целом, для нефтедобывающей промышленности ХМАО в 2007-2008 годах были присущи следующие геолого-технологические особенности:

- очень высокие темпы отбора текущих (остаточных) разбуренных запасов;
- значительные объемы эксплуатационного бурения (> 10 млн.м/год);
- ввод в добычу большого количества новых скважин (более 3 тыс.шт/год);
- наращивание (~ на 10 %) по сравнению с 2006 годом действующего добывающего фонда скважин;
- наращивание отборов жидкости;
- снижение дебитов нефти новых скважин;
- снижение среднего дебита скважин по нефти;
- увеличение обводненности продукции;
- значительное увеличение темпов падения добычи нефти по переходящему фонду добывающих скважин, чего не было раньше.

Совместное влияние указанных факторов в конечном итоге привело к прекращению роста добычи нефти по округу и стабилизации на уровне 278 млн.т/год.

**/Попутно проинформирую читателей о том, что, вопреки многочисленным радужным прогнозам, по оценке автора в 2008 году (впервые после 10 лет роста), добыча нефти по России (с конденсатом) даже немного (на 3,3 млн.т) снизится:**

**2007 год (факт) – 491,306 млн.т, 2008 год (ожидаемое) – 488 млн.т<sup>\*\*</sup>./**

Особо подчеркнем, что последняя величина в точности совпадает с прогнозом автора по России на 2008 год (487-488 млн.т), данным им 4 года назад [5] в варианте 3 при объемах эксплуатационного бурения на 2008 год – 13 млн.м.

### **Сведения о структуре запасов нефти по ХМАО-Югре**

В публикации [3] указано, что объем начальных извлекаемых запасов нефти, находящихся на балансе ХМАО-Югры, оценивается в 20 млрд.тонн.

В работе [7] указанное количество запасов нефти подробно расписано по составляющим: а) **распределенный фонд недр** /разведанные разбуренные (19 %), разведанные неразбуренные (18 %), предварительно оцененные (13 %)/, б) **нераспределенный фонд недр** /разведанные разбуренные (3 %), предварительно оцененные (4 %)/.

---

<sup>\*\*</sup>) Оценка автора.

Из анализа указанных данных следует, что от всех извлекаемых запасов нефти в округе уже добыто ~ 44 %, от разведанных запасов ~ 52 %, от разбуренных запасов ~ 70 %<sup>\*\*\*)</sup>. Таким образом, общий объем текущих извлекаемых запасов нефти категорий АВС<sub>1</sub>С<sub>2</sub> оценивается в округе примерно в 11,5 млрд.тонн. При гипотетической 100 %-ной подтверждаемости запасов всех категорий – АВС<sub>1</sub>С<sub>2</sub>, кратность текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) нефти по округу сейчас превышает 40 лет.

Из изложенного следует, что округ обладает значительной базой разведанных и учтенных в балансе запасов нефти, способных обеспечить достаточно высокие (но, вряд ли, стабильные) уровни добычи нефти на длительную перспективу. Оценочно, здесь можно еще пробурить новый эксплуатационный фонд, сопоставимый с фактическим.

### **Прогноз нефтедобычи по округу на перспективу до 2020 года**

В работе [8] представлен прогноз добычи нефти по ХМАО-Югре до 2020 года, составленный по итогам 2006 года научно-аналитическим центром рационального недропользования (НАЦРН) округа. Специалисты Центра тогда предполагали, что в 2010 году добыча нефти возрастет до 290 млн.т, а к 2020 году она плавно снизится до 260 млн.т. Уровни добычи нефти выше 276 млн.т (то есть факта 2006 года) предполагалось поддерживать по округу в течение 8 лет (2007-2014 годы).

Эти прогнозы представляются сейчас излишне оптимистическими. Автором выполнены собственные оценки перспектив нефтедобычи по ХМАО-Югре до 2020 года. Исследовано три варианта развития событий.

1. **Вариант "нулевой"** – оценивает что будет, если полностью прекратить новое бурение скважин с 2009 года, добывая нефть только из ранее пробуренного фонда с проведением геолого-технических мероприятий (ГТМ) и методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

2. **Вариант "реалистичный"** – предусматривает (в связи с приходом в Россию в 2008 году глобального общемирового финансового и экономического кризиса) быстрое снижение объемов эксплуатационного бурения в 1,4 раза – до 7,5 млн.м/год в 2010 году и поддержание их на этом уровне до 2020 года.

3. **Вариант "оптимистичный"** – предусматривает поддержание в течение всего периода до 2020 года высоких объемов бурения на уровне фактически достигнутых – 10 млн.м/год, то есть этот вариант никак не учитывает влияния надвигающегося финансово-экономического кризиса.

Расчеты проводились в динамике по годам, с учетом значительного количества геолого-технологических факторов по форме, известной в среде специалистов-нефтяников, как "госплановская".

**В "нулевом" варианте** (без бурения) объем начальных извлекаемых запасов нефти, дренируемых пробуренным (на 01.2009 г.) фондом, принят равным 13,3 млрд.тонн. Темп извлечения текущих (остаточных) запасов

---

<sup>\*\*\*)</sup> По-видимому, объем разбуренных запасов нефти в работе [7] занижен.

нефти изменяется в этом варианте от ~6 % – в 2008 году до 5 % – в 2020 году, таким образом, здесь выполнено условие поддержания "скорости" отбора текущих запасов нефти (за счет проведения ГТМ и применения МУН) примерно на постоянном уровне.

За 2009-2020 годы в этом варианте будет добыто 1,917 млрд.тонн нефти, общая накопленная с начала разработки (с 1964 года) добыча нефти на конец 2020 года по округу составит 11,2 млрд.тонн, текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) в этом году – 0,345, отбор от разбуренных начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составит 84 %, текущие извлекаемые запасы (ТИЗ) на 01.01.2021 года – 2,1 млрд.тонн, кратность ТИЗ в 2020 году – около 20 лет. Таким образом, даже без бурения новых скважин и ввода свежих запасов нефтедобыча по ХМАО будет реально продолжаться еще 50-60 лет и более.

Уровни годовой добычи нефти по ключевым годам в рассматриваемом варианте составляют: 2010 г. – 244 млн.т, 2015 г. – 168 млн.т, 2020 г. – 113 млн.т (см. рис.2 и табл. 4).

**Вариант "реалистичный"** – предполагает бурение в течение 2009-2020 годы 92 млн.м горных пород и ввод ежегодно по 2,4-2,9 тысяч новых скважин.

Пропорционально вводу скважин в варианте в разработку добавляются новые, ранее неразбуренные запасы нефти. За 2009-2020 годы по варианту планируется ввести "в дело" около 3 млрд.тонн свежих запасов и довести общий объем разбуренных до 2020 года начальных извлекаемых запасов нефти до 16,25 млрд.тонн. Имеющаяся в округе ресурсная база запасов категорий АВС<sub>1</sub> (даже только по распределенному фонду недр) позволяет реализовать этот сценарий.

За 2009-2020 годы в рассматриваемом варианте будет введено 29,5 тысяч новых скважин и извлечено около 3 млрд.тонн нефти. Накопленная с начала разработки (с 1964 года) добыча нефти в 2020 году достигнет 12 млрд.тонн или 74 % от введенных на этот год начальных извлекаемых запасов нефти. Текущий КИН от введенных в разработку геологических запасов в 2020 году составит 0,3.

Уровни добычи нефти в рассматриваемом варианте по ключевым прогнозным годам ожидаются: 2009г. – 276 млн.т, 2010г. – 272 млн.т, 2011г. – 267 млн.т, 2015г. – 245 млн.т, 2020г. – 225 млн.т (см.рис. 2 и табл. 4).

**Вариант "оптимистичный"** – предполагает проведение эксплуатационного бурения в течение 2009-2020 гг. в объеме 120 млн.м и ввод 38 тысяч новых скважин, то есть по 3,1-3,2 тысяч скважин ежегодно. Это позволит разбурить и вовлечь в разработку 5,7 млрд.тонн новых запасов и довести суммарный объем НИЗ в 2020 году до 19 млрд.тонн. Указанный объем близок к 100 % запасов категорий АВС<sub>1</sub> плюс 50 % запасов категории С<sub>2</sub> по округу в целом, включая как распределенный, так и нераспределенный фонды недр.

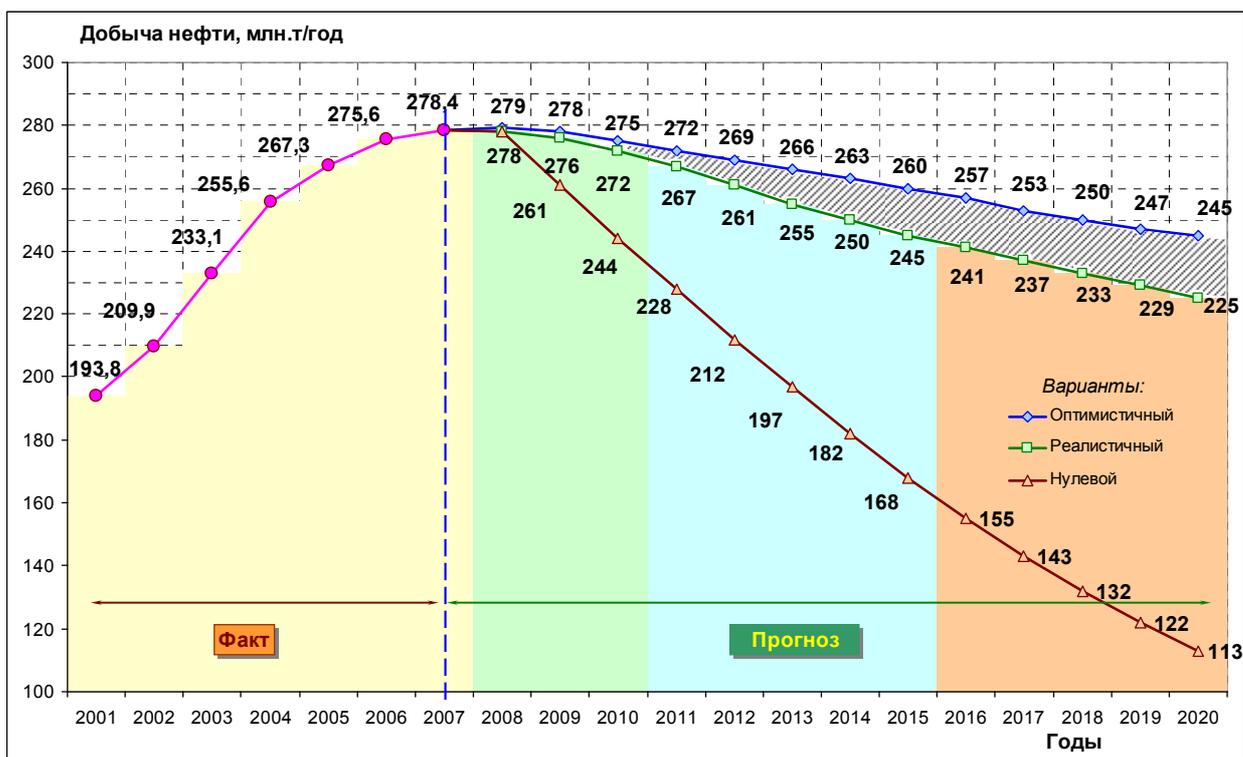


Рис.2. Прогноз добычи нефти в России до 2015г. по вариантам

Таблица 4  
Показатели прогноза нефтедобычи по ХМАО-Югре до 2020 года (по вариантам)

Показатели	Вариант прогноза	Годы прогноза											
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Добыча нефти, млн.т/год	Оптимистичный	278	275	272	269	266	263	260	257	253	250	247	245
	Реалистичный	276	272	267	261	255	250	245	241	237	233	229	225
	Нулевой	261	244	228	212	197	182	168	155	143	132	122	113
Объем эксплуатационного бурения, млн.м/год	Оптимистичный	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Реалистичный	9	8	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
	Нулевой	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ввод новых скважин, шт.	Оптимистичный	3226	3215	3205	3195	3185	3175	3165	3155	3145	3135	3125	3115
	Реалистичный	2903	2581	2420	2408	2404	2400	2396	2392	2388	2385	2381	2377
	Нулевой	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Дебит нефти новых скважин, т/сут	Оптимистичный	38	36	34	32	30	28	26	24	23	22	21	20
	Реалистичный	38	36	34	32	30	28	27	26	25	24	23	22
	Нулевой	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Действующий добывающий фонд, тыс.скважин	Оптимистичный	65,2	67,4	69,7	71,8	74,0	76,2	78,4	80,5	82,7	83,8	84,9	87,0
	Реалистичный	63,3	64,6	65,9	67,3	68,7	70,1	71,5	72,9	74,3	75,6	77,0	78,4
	Нулевой	60,8	60,2	56,9	59,0	58,4	57,8	57,2	56,7	56,1	55,5	55,0	54,4
Процент падения добычи нефти по переход.фонду, %	Оптимистичный	-15,3	-14,7	-14,2	-13,6	-13,0	12,3	-11,7	-11,1	-10,1	-10,3	-10,0	-9,3
	Реалистичный	-14,5	-13,3	-12,3	-11,9	-11,6	-10,9	-9,9	-10,1	-10,0	-9,8	-9,6	-9,4
	Нулевой	-14,0	-6,5	-6,6	-7,5	-7,1	-7,6	-7,7	-7,7	-7,7	-7,7	-7,6	-7,4
Среднегодовая обводненность, %	Оптимистичный	86,4	86,6	86,9	87,2	87,5	87,8	88,0	88,2	88,5	88,8	89,1	89,3
	Реалистичный	86	86,2	86,4	86,5	86,8	87	87,2	87,4	87,6	87,8	88	88,2
	Нулевой	86,7	87,3	87,9	88,5	89,3	90	90,7	91,3	91,9	92,4	92,9	93,4
Добыча жидкости, млн.т/год	Оптимистичный	2074	2052	2076	2102	2128	2156	2167	2178	2200	2232	2266	2290
	Реалистичный	1971	1971	2015	1933	1931	1923	1914	1913	1911	1910	1908	1907
	Нулевой	1962	1921	1884	1844	1841	1816	1797	1779	1761	1744	1726	1709
Средний дебит по нефти, т/сут	Оптимистичный	12,7	12,1	11,6	11,1	10,7	10,1	9,7	9,4	9	8,7	8,5	8,2
	Реалистичный	12,8	12,3	11,8	11,6	10,8	10,4	10	9,6	9,3	9	8,7	8,4
	Нулевой	12,3	11,6	11	10,3	9,7	9,0	8,4	7,9	7,3	6,8	6,4	5,9
Средний дебит по жидкости, т/сут	Оптимистичный	93,3	90,3	88,6	87	85,6	83	81,1	79,3	78	78	77,6	77
	Реалистичный	91,1	88,9	86,8	86,2	82,1	80,1	78,1	76,5	75	73,6	72,2	70,9
	Нулевой	92,4	91,5	90,7	90	90,4	90	90	90	90	90	90	90
Добыча нефти с начала разработки (с 1964 г.), млн.т	Оптимистичный	9322	9597	9869	10138	10404	10667	10927	11184	11437	11687	11934	12179
	Реалистичный	9319	9591	9858	10119	10374	10624	10869	11110	11347	11580	11809	12034
	Нулевой	9304	9548	9776	9988	10185	10367	10535	10690	10833	10965	11087	11200

За 2009-2020 годы в рассматриваемом варианте предполагается извлечь 3,135 млрд.тонн нефти, доведя ее добычу с начала разработки (с 1964 года) до 12,2 млрд.тонн при отборе 64 % вовлеченных НИЗ. Текущий КИН в 2020 году составит около 0,22 от введенных геологических запасов.

Уровни добычи нефти по ключевым годам прогноза составят: 2009г. – 278 млн.т, 2010г. – 275 млн.т, 2011г. – 272 млн.т, 2015г. – 260 млн.т, 2020г. – 245 млн.т (см.рис. 2 и табл. 4).

Что касается экономической стороны дела, то просматривается следующая приблизительная оценка капитальных затрат в нефтедобывающую промышленность ХМАО-Югры в рассматриваемый период до 2020 года. При цене эксплуатационного бурения 1 м породы – 20 тыс.руб./м с НДС, общий объем капвложений в бурение (в ценах 2008 года) по последнему варианту оценивается в колоссальную сумму 2,4 трлн.рублей (или 92,3 млрд.долл.США), а общие капитальные затраты (включая обустройство) в 4,8 трлн.рублей (или 185 млрд.долл.США).

### **Попутные комментарии о перспективах нефтедобычи по Западной Сибири**

Фактические данные о нефтедобыче по регионам Западной Сибири (ХМАО, ЯНАО, юг Тюменской, Томская, Омская, Новосибирская области) за 2007-2008 годы не подтверждают оптимистичные прогнозы некоторых специалистов [9] о возможности значительного (на 20-27 %) наращивания добычи нефти по провинции в период до 2020 года (см.табл.5).

Таблица 5

Прогноз добычи нефти по Западной Сибири [9]

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>а) По разрабатываемым месторождениям, млн.т/год</i>												
359	371	380	388	390	388	385	382	379	374	367	361	353
<i>б) Из вновь вводимых месторождений распределенного фонда, млн.т/год</i>												
-	1	6	9	12	17	22	27	29	32	37	40	43
<i>в) По разрабатываемым и вновь вводимым месторождений распределенного фонда, млн.т/год</i>												
359	372	386	397	402	405	407	409	408	406	404	401	396

Известно, что в 2006-2007 годах основной район нефтедобычи Ханты-Мансийский автономный округ обеспечивал 81 % от общей добычи по Западной Сибири. Если эта тенденция примерно сохранится в перспективе, то, базируясь на оценках работы [9], уровни добычи по ХМАО в 2010 году должны составить 304-309 млн.т, в 2012 году – 312-322 млн.т, в 2015 году – 306-327 млн.т, в 2020 году – 282-317 млн.т/год.

Однако, столь значительного роста нефтедобычи не планируют ни Правительство ХМАО-Югры, ни нефтяные компании, работающие в

регионе. По мнению автора настоящей статьи, приведенные радужные воззрения на перспективы роста добычи нефти в Западной Сибири способны лишь дезориентировать органы управления недропользованием региона и страны.

Существенно более реалистичным нам представляется прогноз д.г.-м.н. Ю.В.Подольского (ВНИГРИ) [10], предполагающий достижение следующих уровней добычи жидких углеводородов (в млн.т/год) по Западной Сибири (см.табл. 6).

Таблица 6

Прогноз	2005 год /факт/ млн.т	Годы прогноза [10]				
		2010	2015	2020	2025	2030
Наиболее вероятный	321,2	315	305	285	270	255
Благоприятный	321,2	325	315	300	285	265

Из сравнения таблиц 5 и 6 видно, что в работе [9] уровни добычи нефти существенно выше: в 2010г – на 65-61 млн.т (или 21-20 %), в 2015г – на 77-94 млн.т (или на 25-30 %), в 2020г. – на 68-96 млн.т (24-32 %). Для серьезных научных прогнозов нефтедобычи столь значительное расхождение вряд ли допустимо. Очевидно, что один из рассмотренных прогнозов нефтедобычи по Западной Сибири /а именно [9]/ – ошибочен.

### **Обсуждение результатов прогноза нефтедобычи по ХМАО-Югре до 2020 года**

- В 2007-2008 годах округ вышел на второй в истории "пиковый" уровень добычи нефти – 278 млн.тонн в год.
- Все сколь-нибудь значимые и эффективные геолого-технологические меры по дальнейшему наращиванию добычи нефти в округе – исчерпаны.
- В ближайшие 3 года (2009-2011 годы) среднегодовой уровень добычи нефти по округу составит по оценке автора (реалистичный вариант) – 272 млн.т/год против 282 млн.т/год, принятых 24.10.2008 года Думой ХМАО-Югры в проекте бюджета округа на указанный 3<sup>х</sup> летний период.
- Дальнейший период разработки месторождений ХМАО будет характеризоваться плавным снижением добычи нефти: в 2010 г. – до 272-275 млн.т, в 2015 г. – до 245-260 млн.т, в 2020 г. – до 225-245 млн.т при годовых объемах эксплуатационного бурения 7,5 и 10 млн.м/год, соответственно.
- При продолжении интенсивного освоения недр (то есть, поддержании объемов эксплуатационного бурения на уровне 10 млн.м/год) все ныне известные запасы нефти промышленных категорий АВС<sub>1</sub>, а также 50 % категории С<sub>2</sub> (распределенного плюс нераспределенного фондов недр) будут в 2020 году полностью разбурены эксплуатационным фондом.
- Для замедления темпов падения добычи нефти по ХМАО-Югре необходимо ввести в действие на государственном уровне экономические

механизмы, реально (а не формально) стимулирующие нефтедобывающие предприятия к:

- усилению геологоразведочных работ с целью прироста запасов;
  - наращиванию (или стабилизации) объемов эксплуатационного бурения;
  - рентабельному освоению трудноизвлекаемых запасов нефти содержащихся в низкопроницаемых пластах;
  - экономически обоснованному повышению степени использования пробуренного эксплуатационного фонда скважин (в особенности, малодебитного и низкопродуктивного – с дебитом менее 5 т/сут нефти);
  - рентабельному применению в массовом порядке химических и газовых методов увеличения нефтеотдачи.
- Необходимо также снять с недропользователей ряд имеющихся административных барьеров и бюрократических пут, препятствующих усилению работы предприятий в направлении стабилизации добычи нефти [11].
  - Наконец, государству необходимо повернуться лицом к запросам мелких и средних добывающих и сервисных предприятий, работающих в нефтегазовой сфере, создав им нормальные, конкурентноспособные условия для рентабельной жизнедеятельности.

#### **Сведения об авторе:**

Янин Анатолий Николаевич, генеральный директор ООО «Проектное бюро «ТЭРМ», специалист в области разработки нефтяных месторождений с 35-летним стажем работы в Западной Сибири, член ТО ЦКР по ХМАО-Югра.

## Использованные источники

1. "Нефть, которая создала Югру". // Тюменские известия от 1 сентября 2007.
2. "Югорская нефть – заслуга миллионов" // Тюменские известия от 6 июня 2008.
3. Страшнов В. "Девять миллиардов, которые согрели Россию" //Тюменские известия от 6 сентября 2008.
4. Янин А.Н. «Груз-300» нефтяной отрасли Югры, Анализ истории и прогноз добычи нефти по округу до 2010 года. // Бурение и нефть, 2007, № 5, с.9-13.
5. Янин А.Н. «Груз-500» отечественной нефтяной промышленности. // Нефтяное хозяйство, 2005, № 11, с.12-16.
6. Толстолыткин И.П. "Повышение эффективности использования запасов нефти на месторождениях ХМАО". //Нефтяное хозяйство, 2006, №6, с.96-100.
7. Толстолыткин И.П. "Итоги мониторинга разработки нефтяных месторождений ХМАО-Югры". Вестник ЦКР Роснедра, 2008, №3, с.27-31
8. Недропользование в ХМАО-Югре в 2006 году, Тюмень-Ханты-Мансийск, 2007, с.94-95.
9. Шпуров И.В. "Эффективность использования сырьевой базы и перспективы добычи нефти по Западно-Сибирской нефтегазовой провинции". //Вестник ЦКР Роснедра, 2008, №4, с.48-55.
10. Подольский Ю.В. "Нефтяной потенциал России". //НефтьГазПромышленность, 2008, №1, с.4-6.
11. Янин А.Н. "О несовершенстве российской системы документооборота при разработке нефтяных месторождений. // Бурение и нефть, 2008, №5, с.52-55.